



Comisión

Nacional

de Energía

PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN REGULADA PARA EL MECANISMO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

15 de abril de 2010

PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN REGULADA PARA EL MECANISMO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

1. OBJETO

El objeto de este documento es presentar y valorar una propuesta de retribución regulada para el mecanismo de resolución de restricciones técnicas, con el fin de evitar las elevadas retribuciones que alcanzan las instalaciones en este segmento del mercado, aprovechando, en la mayor parte de las ocasiones, una situación de monopolio o muy cercana al monopolio.

Asimismo, se incluye la descripción de algunas experiencias europeas que han sido llevadas a cabo con este mismo fin, y una propuesta alternativa de mejora del mecanismo actual de resolución de restricciones técnicas.

Todo ello se enmarca dentro del acuerdo del Consejo del 29 de enero de 2009, en el que se decide la apertura de un expediente interno relativo a la determinación de un precio regulado como retribución en el mecanismo de resolución de restricciones técnicas, que tendrá en cuenta los precios del mercado.

2. JUSTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA

Gran parte de las restricciones técnicas son debidas a problemas de tipo zonal y sólo pueden ser resueltas por un pequeño número de unidades de generación, habitualmente pertenecientes a un mismo titular, y además son retribuidas al precio que marcan sus propias ofertas específicas para restricciones. Este contexto ha posibilitado en los últimos años el abuso de posición de dominio para la obtención de una renta extraordinaria, muy superior, en algunos casos, a los costes variables incurridos en la prestación del servicio.

A este respecto, tanto la CNE como la CNC, y anteriormente el SDC, han instruido numerosos expedientes a casi todos los agentes generadores. Algunos de ellos han acabado en sanción y otros siguen abiertos porque se trata de prácticas reincidentes.

Varias son las causas alegadas por los agentes para justificar este comportamiento, pero todas ellas pueden resumirse en una sola: la insuficiencia de ingresos en los mercados eléctricos competitivos para cubrir los costes fijos de sus instalaciones. Añaden además las siguientes consideraciones:

- En octubre de 2007 se suprimen los pagos por garantía de potencia y, aunque se establecen unos nuevos pagos para incentivar la inversión de nuevas instalaciones y la disponibilidad, el pago por disponibilidad actualmente no se aplica y en cuanto

al incentivo a la inversión, el pago está limitado en el tiempo, por lo que los agentes lo consideran insuficiente¹.

El parque del sistema eléctrico español es en la actualidad excedentario en potencia instalada debido a la puesta en servicio de nuevas centrales y a la contracción de la demanda, lo que ha provocado una menor programación y producción de las centrales marginales del sistema. A este respecto, esta Comisión ha expresado su informe “Análisis del marco retributivo de la actividad de generación en régimen ordinario y su relación con el proceso de resolución de restricciones técnicas”, aprobado por el Consejo de Administración con fecha 29 de enero de 2009 y remitido posteriormente al Ministerio de Industria, Turismo y comercio, que la recuperación de costes fijos en el proceso de resolución de restricciones técnicas, aprovechando la existencia de posiciones de dominio en dicho proceso, no es admisible, debiendo reflejar únicamente su coste variable.

Analizado el problema y las posibles alternativas para darle una solución regulatoria definitiva, más eficaz y menos costosa evitando además la aplicación de sanciones individuales y reiteradas, se propone lo siguiente:

2.1 La introducción de medidas dirigidas a desincentivar el ejercicio de poder de mercado por parte de los agentes.

2.2 El establecimiento de un mecanismo de precios regulados para la retribución de las restricciones técnicas. Alternativamente, se describen además para estudiar su posible introducción un código de conducta o un mecanismo de regulación ex ante, en línea con la experiencia reciente de Irlanda y Reino Unido (Anexo).

Cualquier medida o mecanismo que se establezca deberá ir ligado al desarrollo de un adecuado sistema de retribución por capacidad que garantice la rentabilidad y por tanto la disponibilidad de las instalaciones menos competitivas del sistema, dada su importancia para su seguridad. En este sentido, en el mencionado informe “Análisis del marco retributivo de la actividad de generación en régimen ordinario y su relación con el proceso de resolución de restricciones técnicas”, se expresó la necesidad de un urgente revisión y desarrollo del sistema de pago de capacidad por servicio de disponibilidad de manera suficiente para compensar los costes fijos de operación y mantenimiento de las centrales de reserva o de punta de potencia, teniendo en cuenta las recomendaciones recogidas en la propuesta realizada al Consejo de Reguladores de MIBEL en mayo de 2007, en particular sobre la extensión del pago por la disponibilidad a todas las tecnologías.

¹ La CNE en su informe “Análisis del marco retributivo de la actividad de generación en régimen ordinario y su relación con el proceso de resolución de restricciones técnicas”, aprobado por el Consejo de Administración con fecha 29 de enero de 2009, concluyó que “El marco normativo definido a partir del 1 de octubre de 2007 ha resultado desequilibrado para las centrales que cumplían esencialmente una función de reserva o punta en el sistema, Dicho marco ha sido complementado en junio de 2008 con la contratación transitoria del servicio de disponibilidad, con aplicación desde enero hasta final del mes de julio de 2008.”

3. PROPUESTA DE MEJORA DEL MECANISMO ACTUAL DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (Punto 2.1)

Una primera mejora es la introducción en el mecanismo actual de medidas para mitigar el ejercicio de poder de mercado para incentivar la autoexclusión del mercado diario.

En este sentido, destaca la existencia de una serie de centrales que completan habitualmente su programa de funcionamiento a plena carga en el mercado intradiario una vez que han sido programadas por restricciones técnicas en esas mismas horas a mínimo técnico. En estos casos, las ofertas a precios elevados en restricciones técnicas no están justificadas, dado que unas horas más tarde, el precio del mercado intradiario (muy inferior al de restricciones técnicas) si resulta suficiente para que la central produzca a plena carga. Supuestamente, una vez programada la central en el proceso de restricciones a mínimo técnico, la central mejoraría su rendimiento al pasar a plena carga tras el mercado intradiario lo que le hubiera permitido ofertar a unos precios menores. Sin embargo, la mejora del rendimiento (que podría pasar desde un 50% a mínimo técnico a un 56% a plena carga) no justifica diferencias de precios entre el proceso de restricciones y el mercado intradiario que en muchos casos superan el 70% del precio del intradiario.

Con el fin de evitar de una forma sencilla esta situación, se propone que en el caso de que una instalación haya resultado despachada un determinado número de horas por restricciones técnicas y posteriormente acuda a aumentar su programa en el mercado intradiario, la retribución correspondiente a toda la producción de esas horas sea valorada al precio del mercado intradiario. En aquellas situaciones en las que el despacho por restricciones técnicas se realice en un entorno no competitivo y no se aumente el programa en el mercado intradiario, se aplicará el mecanismo de retribución regulada propuesto en el siguiente epígrafe.

Sólo con la aplicación de esta medida regulatoria se estima que, además de desincentivar estas prácticas, el coste de las restricciones técnicas se hubiera reducido en hasta 140 Millones de euros en el periodo noviembre 2008 - octubre 2009.

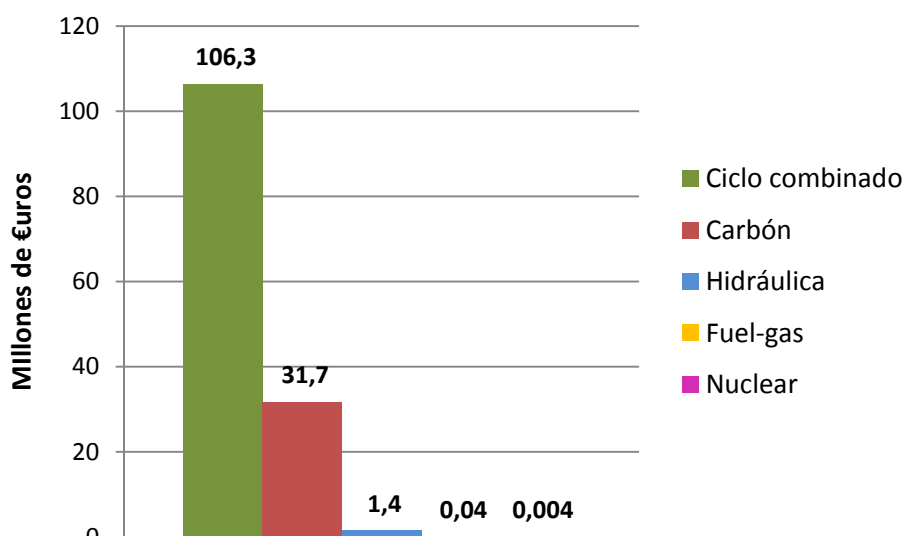


Gráfico 1. Estimación de la reducción de ingresos por tecnología si se valoran las energías despachadas por restricciones a precio de mercado intradiario cuando se completa programa a plena carga en dicho mercado, en el periodo noviembre 2008-octubre 2009.

Cabría pensar que la medida propuesta haría que los agentes despachados por restricciones eviten completar su programa en el mercado intradiario, con lo que resultaría una programación tanto eléctrica como medioambientalmente más ineficiente y costosa. Esto podría provocar un incremento del precio de la oferta para participar en restricciones y/o en el mercado intradiario. Sin embargo, esta medida también es un incentivo a los agentes para resultar programados y casados en el mercado diario, con lo que la programación por restricciones se vería reducida significativamente, y por tanto el coste de las restricciones disminuiría.

4. PRINCIPIOS DE LA PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN REGULADA EN EL MECANISMO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS (Punto 2.2.)

Primero.- La retribución regulada se aplicará a aquellos programas de restricciones técnicas cuya resolución se lleve a cabo en un entorno no competitivo. A estos efectos, se define la existencia de un entorno no competitivo como aquel en el que las centrales de la misma tecnología que pueden resolver un problema local en un momento dado pertenezcan como máximo a uno o dos titulares. El mecanismo de ofertas en competencia vigente en la actualidad se aplicaría a los programas de restricciones técnicas locales en los cuales participen unidades de propiedad de más de dos titulares. Este mecanismo introduce la ventaja de limitar el número de situaciones en las que se retribuiría en base a los estándares establecidos, lo que posiblemente facilitaría su introducción.

Por otra parte, los despachos a bajar (congestiones de evacuación, etc.) no suponen un coste extra para el sistema, puesto que se materializan como una anulación de programa. El resto de casos de solución de restricciones técnicas (insuficiencia de reserva, etc.) permiten la participación de todas las unidades de oferta habilitadas y por tanto se desarrollan en competencia.

Segundo.- La retribución de las restricciones a subir se debería calcular sobre la base de los costes variables estimados para la prestación de los servicios para cada una de las tecnologías que participan en el servicio. Esta retribución debería reflejar la variación temporal de los costes variables de producción, esencialmente, las cotizaciones en los mercados de las materias primas y los derechos de emisión, y debería incluir otros costes más complejos, como el arranque de las centrales o los distintos valores de rendimiento según el nivel de carga de funcionamiento.

Otra solución, que sustituyera la fijación de estándares, es que cada central suscribiera, en el momento de su autorización o en el contrato de adhesión a las reglas del mercado, una declaración de los distintos componentes de coste variable que incorporan sus ofertas en el proceso de restricciones, así como la firma de un código de conducta.

Tercero.- No obstante lo anterior, hay algunas tecnologías para las que resulta muy complejo estimar un coste de producción propiamente dicho, como ocurre en el caso de las centrales hidráulicas y del régimen especial. En este caso se podría utilizar una estimación basada en el precio resultante del mercado diario. Sin embargo, ante la posibilidad de que dicha estimación no refleje la realidad de las instalaciones, se propone que en estos casos no se aplique la retribución a precio regulado, sino que se considere dicho precio regulado como un máximo de referencia público y publicado. Siempre que la oferta del agente para un día concreto sea superior a la referencia, le serán exigidas las justificaciones pertinentes.

5. ALGORITMOS/FÓRMULAS DE CÁLCULO DE LOS COSTES DEL SERVICIO APLICABLES A LA RETRIBUCIÓN REGULADA

A. Centrales térmicas convencionales

En relación a la metodología prevista en el 4.2., primer párrafo, la retribución regulada incluiría un valor P_{t1} asociado a la prestación del servicio en sí, que vendría a ser un reflejo de la necesidad para el sistema de programar la central. Desde el punto de vista del generador, este ingreso cubriría posibles riesgos de necesidad de arranque, de pérdidas por completar programa en mercados posteriores, etc., incentivando la disponibilidad de la instalación para la prestación del servicio. El otro componente P_{t2} refleja el coste de la energía despachada.

$$P = P_{t1} + P_{t2}$$

Donde P es un precio en €/MWh a aplicar a la energía despachada.

El parámetro P_{t1} se calcularía sobre la base del coste del arranque, retribuido de forma sistemática sólo si efectivamente tiene lugar dicho arranque, y otros costes asociados a la necesidad de completar programa en mercados posteriores. Para el parámetro P_{t2} se propone la siguiente formulación:

$$P_{t2} = \frac{(P_{comb} + P_{trans} + P_{CO2})}{\eta} + P_{OyM}$$

Donde P_{comb} es el precio de cotización de la materia prima correspondiente a cada tecnología, P_{trans} es el coste de transporte de la materia prima (valor fijo por tecnología actualizado anualmente), P_{CO2} es el precio de cotización del derecho de emisión de CO₂, η es el rendimiento medio de cada tecnología (valor fijo por tecnología) y P_{OyM} es el coste medio estimado de operación y mantenimiento para cada tecnología (valor fijo por tecnología actualizado anualmente).

Las variables P_{comb} y P_{CO2} deberían corresponder a referencias conocidas y públicas. Para el derecho de emisión se puede utilizar una referencia diaria del cierre de mercado en el día anterior. No obstante, para el combustible o bien no existe dicha referencia diaria (porque se publican sólo valores agregados o porque se hace a posteriori) o bien no es válida para el conjunto de las instalaciones a las que resulta de aplicación. Se podría utilizar la zona ARA para el carbón y el NBP o Zeebrugge para la tecnología de ciclo combinado, aplicando en ambos casos un valor medio de las cotizaciones correspondientes al mes precedente o futuro, por ejemplo. Ver la valoración de estas referencias en el expositivo siguiente de esta propuesta.

Respecto a los ciclos combinados, las referencias disponibles son múltiples, pero se propone el gas NBP, además de por venir referido por los agentes del mercado en sus alegaciones a la CNE en diversos expedientes, también por una cuestión de coherencia regulatoria. Con fecha 23 de octubre de 2009, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitió a la CNE para informe preceptivo, la Propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. El consejo de Administración de la CNE aprobó el correspondiente informe en su sesión de 16 de noviembre de 2009. En dicha propuesta, se utiliza la referencia del gas NBP para el cálculo del lucro cesante de los ciclos combinados que resultan desplazados por la introducción de carbón autóctono.

Por otra parte, si finalmente el contenido del Real Decreto referido en el párrafo anterior fuera modificado, en tal caso, también podría utilizarse un enfoque metodológicamente similar al que la CNE propuso para la determinación del coste del gas en la TUR. Se trataría de construir una media ponderada de referencias de corto y largo plazo, donde el peso de cada tipo de aprovisionamiento dependería de una serie de factores: perfil

temporal de la demanda de gas, capacidad de almacenamiento, flexibilidad de los contratos.

B. Centrales hidráulicas convencionales

La producción hidráulica no tiene prácticamente coste variable de producción. Su coste en un momento dado proviene de la oportunidad de reservar la producción para otro momento posterior en el que el precio del mercado pueda ser superior, o bien al coste de la tecnología a la que sustituyan. Se propone una fórmula que intenta reflejar ambos conceptos:

$$P = A * (PMD_h + B * (P_{fut} - PMD))$$

Donde P es un precio en €/MWh a aplicar a la energía despachada, PMD_h es el precio marginal horario del mercado diario, P_{fut} es la cotización de los contratos a futuro en OMIP para, por ejemplo, el mes siguiente, PMD es el precio medio del mercado diario en un periodo próximo al presente, por ejemplo la semana anterior, B es una variable que toma el valor 2 si $P_{fut} > 1,2 * PMD$, 1 si $1,2 * PMD > P_{fut} > PMD$ y 0 en otro caso, y A es una variable que debe fijarse (con posibles revisiones periódicas) con el objetivo de ajustar la retribución al coste de oportunidad de no poder participar en otros mercados posteriores (ajustes, etc.) e incentivar la disponibilidad de las instalaciones para la prestación del servicio (en coherencia con los pagos por capacidad) y teniendo en cuenta que el coste de oportunidad de producción a futuro, aunque está relacionado con el precio medio P_{fut} , también depende de otros factores como la hidraulicidad.

C. Centrales hidráulicas de bombeo

El coste de producción de esta tecnología, es el de adquisición de la energía necesaria para bombear el agua que posteriormente se utilizara para producir la energía despachada por restricciones. En rigor el coste será el de reponer el agua gastada, esto es lo que le supone adquirir energía para bombear en el próximo periodo de horas valle. Ahora bien, dado la evolución cíclica de los precios en el mercado español, es posible utilizar referencias de precios históricos. Adicionalmente, existe también un coste de oportunidad de vender la energía en el futuro en horas de mayor precio; aunque este coste de oportunidad no es tan relevante como en las hidráulicas convencionales ya que los embalses de los bombeos son pequeños y el agua vertida un día se puede recuperar esa misma noche, volviendo a tener la opción de verter al día siguiente.

$$P = A * \frac{PMD_{1-8}}{0,7}$$

Donde P es un precio en €/MWh a aplicar a la energía despachada, PMD_{1-8} es el precio medio del mercado diario en las horas 1 a 8 (valle) de los días anteriores al de despacho y A es un parámetro que debe fijarse (con posibles revisiones periódicas) con el objetivo de tener en cuenta que podría obtener mayores retribuciones en algunos de los mercados de reserva posteriores al mercado diario. En cualquier caso, la participación de esta tecnología en el proceso de restricciones es reducida (del 0,3% en 2009).

D. Centrales de régimen especial gestionable no renovable (cogeneración y residuos)

En cuanto al régimen especial, únicamente pueden participar en el proceso de restricciones las instalaciones que sean gestionables no renovables: las cogeneraciones y los residuos. La dificultad para disponer de los parámetros necesarios para calcular estos costes, teniendo en cuenta las particularidades de estas tecnologías en cuanto a los rendimientos y el diverso nivel de utilización de energía por parte de una industria asociada, aconseja referenciar el cálculo del coste de este tipo de instalaciones al precio del mercado diario. En este sentido, se propone usar el precio horario marginal del mercado diario más una cantidad adicional para cubrir el coste de arranque, que se ha estimado según los costes de las centrales térmicas, en un 20% del precio citado. Adicionalmente, el despacho por restricciones de estas instalaciones es reducido (0,1% en 2009 del total de la programación por restricciones).

6. VALORACIÓN ECONÓMICA DEL IMPACTO DE LA PROPUESTA DE RETRIBUCIÓN REGULADA EN EL SERVICIO DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Se ha realizado una estimación de la retribución económica que obtendrían las instalaciones que participaron en el proceso de restricciones técnicas en el periodo noviembre de 2008 – octubre de 2009 bajo la aplicación de las fórmulas propuestas en el expositivo 4 de este documento y se ha contrastado con los ingresos reales que obtuvieron según el modelo actual. Se han utilizado en el cálculo las premisas y parámetros habitualmente utilizados por esta Comisión. La estimación se limita a los segmentos no competitivos del proceso de resolución de restricciones técnicas: requerimientos del distribuidor y restricciones técnicas en zonas eléctricas con limitados recursos, en el resto de casos el nivel de retribución se mantendría en los valores actuales.

Se obtienen los siguientes valores de retribución por tecnología:

Miles de €	Ingreso Real Total ²	Ingreso Real ³	Retribución Estimada	Diferencia	Margen
Fuel-gas	98.818	98.129	15.513	82.616	84%
Carbones	123.829	104.068	77.258	26.810	26%
Ciclos	512.561	258.923	137.465	121.458	47%
Hidráulicas	14.538	13.553	7.206	6.348	47%
Bombeo	4.222	4.222	2.629	1.592	38%
Régimen especial	1.019	1.019	240	780	76%
TOTAL⁴	754.987	479.914	240.310	239.604	50%

Cuadro 1. Ingreso real de las instalaciones que participaron en el proceso de restricciones técnicas en noviembre de 2008 – octubre de 2009, y retribución estimada después de aplicar las fórmulas del expositivo 4 a los segmentos no competitivos.

Según lo anterior, la aplicación de una retribución regulada al servicio de restricciones técnicas desarrolladas en un entorno no competitivo podría suponer para el sistema eléctrico un ahorro anual de casi 240 Millones de €, un 50% del coste actual de los segmentos no competitivos del proceso de restricciones técnicas y un 32% del coste total de las restricciones a subir. Ahora bien, sobre estas cifras hay que hacer una serie de consideraciones:

- Las hipótesis contempladas para la identificación de las situaciones no competitivas son orientativas, sólo el operador del sistema puede saber en cada momento el número de instalaciones que pueden solventar una restricción. Por tanto, las cifras podrían variar.
- El ahorro sería ligeramente superior, ya que por simplificación de la estimación, no se han analizado las restricciones en tiempo real.
- No existe en estos momentos una referencia única que pueda considerarse válida para reflejar el coste de adquisición del gas natural. En consecuencia, el cómputo de costes realizado para las centrales de fuel-gas y ciclos combinados podría variar significativamente en función de la referencia utilizada.

En el cuadro 1 anterior, se ha utilizado como referencia la cotización del gas el precio en el mercado NBP, por coherencia con la propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro⁵.

² Incluye todas las restricciones a subir en la fase I posterior al PBF.

³ Esta columna y siguientes se refieren exclusivamente a las restricciones a subir en la fase I posterior al PBF cuya resolución se realiza en un entorno no competitivo.

⁴ No se incluyen nucleares ni transacciones transfronterizas.

⁵ Con fecha 23 de octubre de 2009, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio remitió a la CNE para informe preceptivo, la Propuesta de Real Decreto por el que se crea el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. El consejo de Administración de la CNE aprobó el correspondiente

- Como puede observarse en el gráfico siguiente, la diferencia resultante entre el ingreso real medio obtenido en el periodo analizado en los segmentos no competitivos y el ingreso medio estimado según la retribución regulada propuesta, resulta muy superior en el caso de las centrales de fuel-gas comparado con el resto de tecnologías, seguido por el régimen especial.

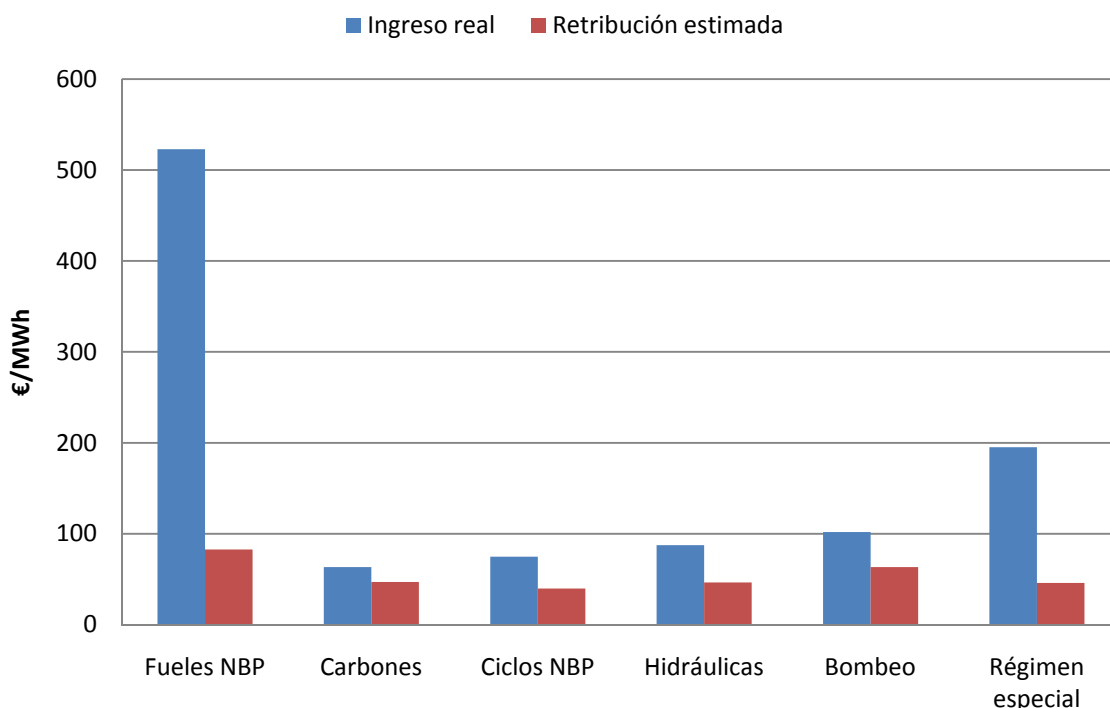


Gráfico 2. Ingreso medio real obtenido por las instalaciones que han participado en el proceso de resolución de restricciones técnicas en el periodo noviembre 2008-octubre 2009 en los segmentos no competitivos, e ingreso medio estimado aplicando retribución regulada según el modelo propuesto.

Sobre las centrales de fuel-gas cabe señalar que actualmente son poco competitivas, por lo que sólo funcionan por restricciones y no pueden recuperar sus costes fijos a través del mercado diario. El resto de tecnologías, además de los ingresos indicados en la tabla anterior perciben los correspondientes a su participación en otros mercados (diario, intradiario, contratación bilateral, etc.).

En consecuencia, se considera que la retribución propuesta sería insuficiente para las centrales de fuel-gas y fuel, resultando necesario el desarrollo de un adecuado sistema de retribución de capacidad y/o disponibilidad, tal que permita a los sujetos del sistema la recuperación de los costes fijos de generación que no puedan ser recuperados a través del mercado. En este sentido, si se desarrollara un servicio de

informe en su sesión de 16 de noviembre de 2009. En dicha propuesta, se utiliza la referencia del gas NBP para el cálculo del lucro cesante de los ciclos combinados que resultan desplazados por la introducción de carbón autóctono.

disponibilidad que permitiera, por ejemplo, a las centrales de fuel y fuel gas la recuperación de los costes fijos de peajes de gas y los costes fijos de operación y mantenimiento, se estima que el importe anual de este servicio podría alcanzar unos 120 Millones de €⁶ (72 Millones si se consideran sólo los fueles que fueron despachados por restricciones en el periodo analizado). Esta cifra (los 72 Millones) está próxima al ahorro estimado en el cuadro 1 derivado de la introducción de la retribución regulada para este tipo de instalaciones, por lo que el ahorro neto de esta tecnología, si se acompañara esta medida con el pago por servicio de disponibilidad, podría ser menor.

Resumiendo, el impacto económico que tendría para el sistema eléctrico la introducción de una retribución regulada en el proceso de resolución de restricciones técnicas, según la propuesta e hipótesis consideradas por esta Comisión, se estima en una reducción del coste del servicio que podría alcanzar los siguientes valores, según las condiciones que se apliquen a dicha retribución regulada:

- Unos **240** Millones si la retribución regulada se aplicara a los segmentos no competitivos del proceso y valorando el coste de la generación con gas natural a precio NBP.
- Unos **168** Millones si, retribuyendo de forma regulada sólo los segmentos no competitivos, se introduce un pago por servicio de disponibilidad para los fueles que son despachados por restricciones.

La importancia para el sistema de las cantidades anteriores se puede ver en contraste con el sobrecoste que el total de las restricciones técnicas supusieron para la demanda en el año móvil analizado (descontando la valoración de las energías al precio del mercado diario, las unidades retiradas para su despacho, etc.), esto es, 444 millones de euros.

7. NECESIDAD DE CAMBIOS REGULATORIOS

Esta Comisión considera que el rango normativo necesario para abordar la reforma planteada sería un Real Decreto, ya que el régimen de retribución de la resolución de restricciones técnicas se recoge en el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre.

La Ley del Sector Eléctrico (LSE) no representa un impedimento porque el artículo 16.a prevé que la retribución de la actividad de producción incorporará el concepto de servicios de ajuste del sistema, y que *“reglamentariamente se determinará qué servicios se consideran de ajuste del sistema, así como su régimen retributivo”*. Después, el artículo 2 del Real Decreto 2019/1997 establece que se entienden por *“servicios de ajuste del*

⁶ Esta cantidad ha sido estimada a partir de los costes fijos conocidos de ciertas centrales y ha sido extrapolada a todas las centrales de fuel-gas.

sistema” los siguientes: *“la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios y la gestión de desvíos”*. Finalmente, es el Real Decreto 2351/2004, antes citado, el que establece el régimen retributivo de las restricciones.

Respecto a la cuestión de si una retribución regulada como la que se propone (que se aplicaría únicamente a los programas de restricciones técnicas cuya resolución se lleve a cabo en un entorno no competitivo) sería compatible con la consideración de la resolución de restricciones técnicas como un servicio de mercado, esta Comisión considera lo siguiente:

El párrafo tercero del artículo 11.1 de la LSE dispone que *“el mercado de producción de energía eléctrica se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, la resolución de restricciones técnicas del sistema, los servicios complementarios, la gestión de desvíos y mercados no organizados”*. A junio de esta Comisión, la consideración -que hace la Ley- de la resolución de restricciones técnicas como una parte del mercado de producción no se vería vulnerada materialmente por el hecho de que, por vía reglamentaria, se estableciera que algunas o parte de las restricciones técnicas vayan a ser retribuidas, no mediante un sistema de mercado, sino mediante un sistema de retribución regulada, ya que la retribución mediante un sistema de ofertas seguiría siendo la regla aplicable a todos los supuestos de restricciones técnicas que puedan ser resueltos mediante un sistema de mercado.

Así sucede en el marco de la regulación actualmente vigente con el caso de los servicios complementarios y con la gestión de desvíos. El párrafo tercero del artículo 11.1 de la LSE contempla los servicios complementarios y la gestión de desvíos como unos segmentos en los que también se estructura el mercado de producción. Ahora bien, el artículo 14 del Real Decreto 2019/1997 especifica que *“los mercados de servicios complementarios y de gestión de desvíos incluirán todos aquéllos que, teniendo carácter potestativo, presenten condiciones para ser prestados en condiciones de mercado”*.

Por tanto, aunque servicios complementarios y gestión de desvíos son segmentos del mercado de producción, se retribuyen sólo mediante un sistema de mercado aquéllos que tienen carácter potestativo y que, por sus condiciones, son susceptibles de prestarse mediante un sistema de mercado. Respecto de la retribución del proceso de solución de restricciones técnicas descrita en el presente documento, se seguiría un procedimiento de mercado salvo cuando su resolución no pueda plantearse en un entorno competitivo, lo que equivale, en realidad, a decir que se seguirá un procedimiento de mercado siempre que su seguimiento sea posible.

En conclusión, para la implementación de la propuesta se deberán adaptar el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas, y el Procedimiento de Operación 3.2 que lo desarrolla.

8. FINANCIACIÓN DEL SERVICIO

Aunque la retribución de parte de las restricciones técnicas se realice de un modo regulado, no hay necesidad de modificar el mecanismo actual de liquidación de los costes derivados del proceso, según lo establece el anexo del Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas. Esto es, la liquidación de los costes derivados del proceso es realizada por el operador del sistema y dichos costes son sufragados por los titulares de unidades de adquisición, en proporción a sus consumos medidos en el periodo de programación correspondiente.

ANEXO: OTRAS EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Irlanda

En relación con otras experiencias internacionales dirigidas al control del mercado o sistemas de retribución de servicios, cabe destacar el caso del Mercado Eléctrico formado por la República de Irlanda e Irlanda del Norte Irlandés (SEM Single Electricity Market), en el que se ha implementado un “*Bidding Code of Practice*” (Código de Conducta), cuyo objetivo es mitigar el poder de mercado así como evitar el doble pago por capacidad.

El Condigo de Conducta, consiste una serie de principios obligatorios que deben seguir los generadores a la hora de formular sus ofertas al mercado. Este compromiso queda reflejado en la autorización del agente para participar en el mercado, en España podría asimilarse, al contrato de adhesión a las reglas del mercado.

Considera que las ofertas deben estar basadas en los costes marginales a corto plazo, que es la forma coherente de actuar de un agente en condiciones competitivas.

Entiende que cada uno de los componentes de coste marginal se debe valorar como el coste de oportunidad al que pudiera adquirirse o revenderse, con respecto a un precio de mercado de referencia que sea relevante y accesible.

Así por ejemplo los costes de emisiones de CO₂, deben ser valorados según el mercado de derechos de emisión. Otros costes variables como los de operación y mantenimiento, así como de arranques, funcionamientos a carga inferior a la nominal, y riesgos adicionales causados por la forma de funcionamiento deben también ser valorados con la misma filosofía.

El Regulador norirlandés valora positivamente la entrada en vigor de este Código de Conducta de ofertas tras casi dos años de funcionamiento.⁷

Reino Unido

Otro ejemplo se encuentra en el regulador inglés. Actualmente Ofgem se está planteando⁸ instrumentar algún mecanismo específico para situaciones de elevado poder de mercado, bien en restricciones técnicas zonales, bien en momentos de escasez de generación. Plantea dos posibilidades, la primera es implementar un ‘Market Power Licence Condition’ de forma semejante a lo comentado para el caso Irlandés. La segunda es aplicar una

⁷ SEM Committee Annual Report 1 November 2007 to 31 October 2008 SEM-09-022.

⁸ “Addressing Market Power Concerns in the Electricity Wholesale Sector- Initial Policy Proposals” Consultation. Ofgem 30-marzo-2009

regulación ex-ante, en la se propondrían unos precios máximos regulados de acuerdo a unos costes de producción estándares lo que evita al regulador la necesidad de llevar a cabo complejas investigaciones para demostrar situaciones de abuso.